

Facoltà di Ingegneria – Università degli Studi di Bologna

Dipartimento di Ingegneria Industriale

Marco Gentilini

L'energia eolica nella regione Emilia Romagna.

Quaderni del Dipartimento

L'ENERGIA EOLICA NELLA REGIONE EMILIA ROMAGNA.

1 – INTRODUZIONE.

Il vento è una corrente fluida indefinita dotata di velocità relativa rispetto al suolo e contiene, quindi, una quota di energia cinetica che può essere captata tramite un mezzo interposto, (aeromotore), che ne diminuisca la velocità.

La potenza resa al dispositivo, pertanto, risulta pari alla variazione di energia cinetica della vena d'aria incidente nel tempo, attraverso l'aeromotore.

La potenza della macchina è dunque proporzionale alla superficie captante descritta dall'aeromotore, proiettata sul piano normale alla direzione del vento.

La velocità del vento varia continuamente in direzione e intensità, oscillando intorno a un valore medio funzione del tempo.

Queste oscillazioni di forte intensità, ma di piccolo periodo rispetto al regime di variazione del valore medio, non sono seguite da corrispondenti variazioni di potenza captata dall'aeromotore che si comporta come se la velocità del vento si mantenesse a un valore intermedio che si definisce, quindi, "velocità efficace" e che risulta la velocità di un corrente fluida in moto stazionario in grado di cedere la medesima potenza captata dall'aeromotore con la corrente reale e al quale si fa riferimento in ogni espressione della velocità del vento.

L'energia cinetica contenuta nella corrente fluida, mantiene un valore finito anche a valle dell'aeromotore.

L'annullamento della velocità del vento attraverso l'aeromotore, porterebbe, infatti, a un conseguente accumulo illimitato di massa.

La massima energia captabile, (indicata come limite di Betz), risulta pari al **59,26%** della potenza contenuta nella corrente fluida.

Tale frazione è indicata come "coefficiente di potenza teorico":

$$c_{pt} = 16/27 = 0,5926,$$

e poichè la potenza contenuta nel tubo di flusso di sezione **S** in forma di energia cinetica della portata d'aria risulta: $1/2 d_s S v_a^3$, con **d_s** e **v_a**, densità e velocità dell'aria a monte dell'aeromotore, la massima potenza teorica captabile, (**P_T**), vale dunque:

$$P_T = 1/2 c_{pt} d_s S v_a^3 = 0,29 D^2 v_a^3,$$

con **D** diametro del rotore.

In **Fig.1** è riportato il bilancio energetico globale di un aeromotore.

Le ipotesi di calcolo risultano tuttavia ideali:

- asse del rotore parallelo alla direzione del vento;
- fenomeni di attrito e turbolenza dovuti alla configurazione delle pale, trascurabili;
- rotore costituito da un numero infinito di pale, aerodinamicamente ideali.

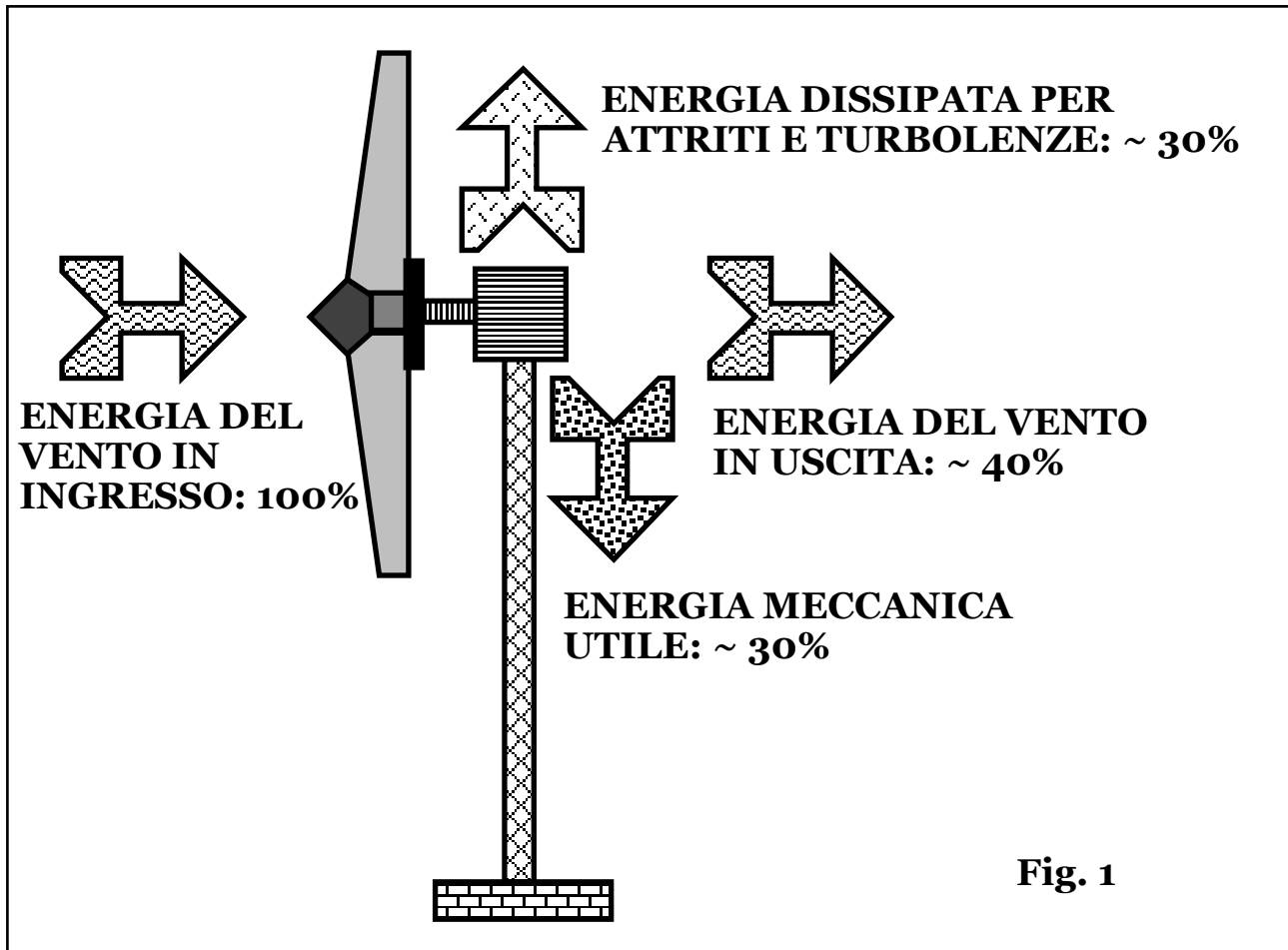


Fig. 1

Nel caso reale, oltre alle inevitabili perdite fluidodinamiche, ciascuna pala si muove in un flusso disturbato dal passaggio della pala precedente e il numero di pale adottato è necessariamente limitato.

Ne risulta un valore del coefficiente di potenza reale o effettivo, (c_p), ottenuto sperimentalmente, inferiore a quello teorico.

Si definisce rendimento del rotore, (h_r), il rapporto:

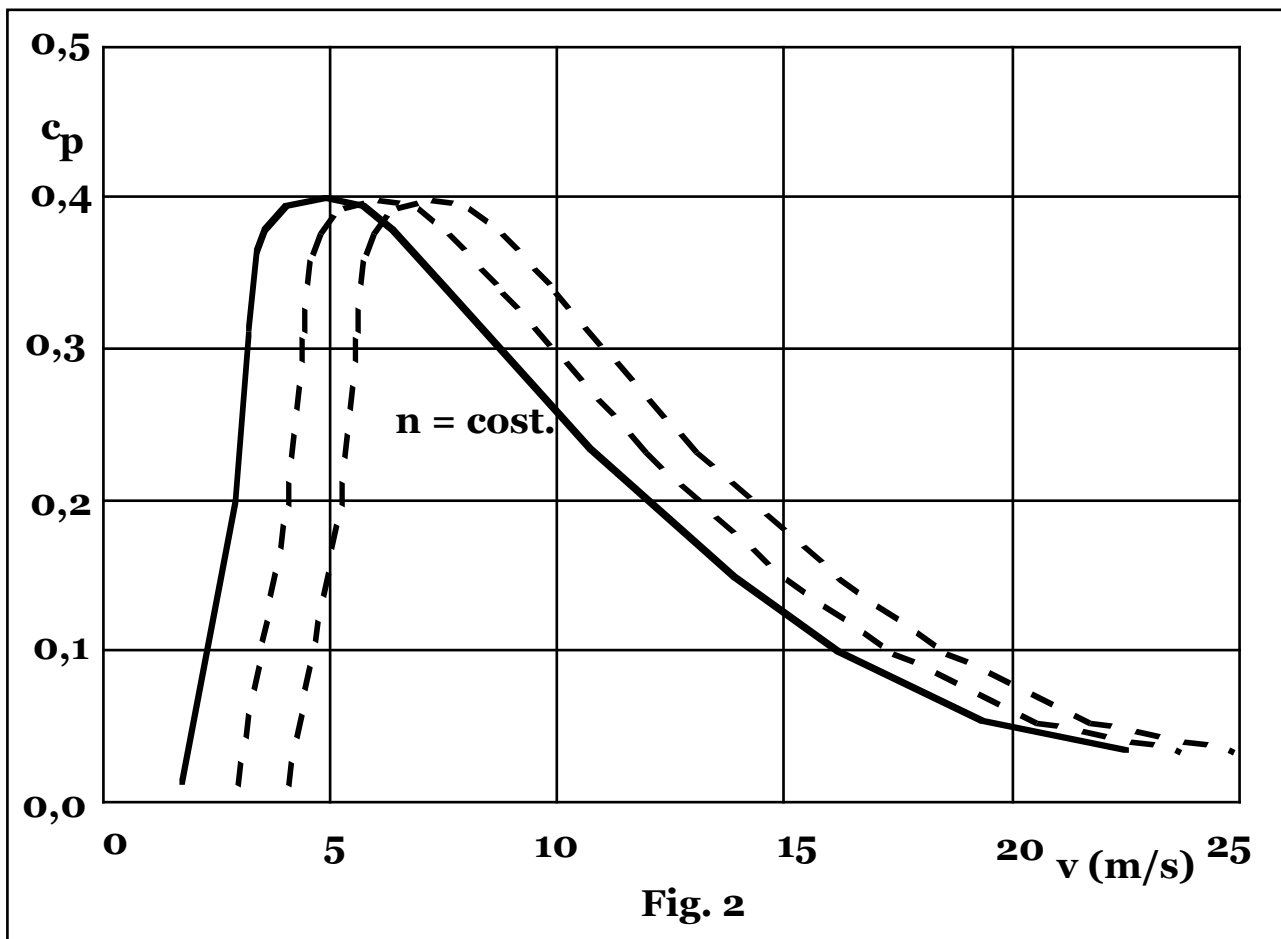
$$h_r = c_p / c_{pt}, \text{ da cui: } c_p = c_{pt} h_r .$$

La potenza effettiva risulta, quindi: $P = 1/2 c_p d_s S v_a^3 \cos q$, con q angolo compreso fra l'asse del rotore e il vettore velocità del vento.

A seconda del tipo di rotore, (classificato ad esempio in base alla sua solidità, s , definita come: s = superficie delle pale/superficie totale descritta dal rotore), il rendimento risulta ampiamente variabile, (**0,25**

$< h_r < 0,75$), per cui il coefficiente c_p risulta compreso nell'intervallo: $0,15 < c_p < 0,48$.

Analogamente a quanto avviene per le ruote idrauliche, il rendimento h_r di un rotore, a parità di velocità angolare, varia in funzione della velocità del vento secondo una legge non lineare, risulta pertanto, (Fig.2): $c_p = c_p(v)$.



A velocità angolare, (o numero di giri), costante, la curva $c_p = c_p(v)$ presenta un solo massimo, relativo ai triangoli di velocità di minime perdite per urto, che viene assunto come c_p nominale di progetto, (c_{pn}), mentre la velocità corrispondente è detta velocità nominale di progetto, (v_n).

Il coefficiente di potenza risulta quindi crescente dalla velocità di spunto a quella nominale di progetto, indi decrescente fino alla velocità di arresto dell'aeromotore.

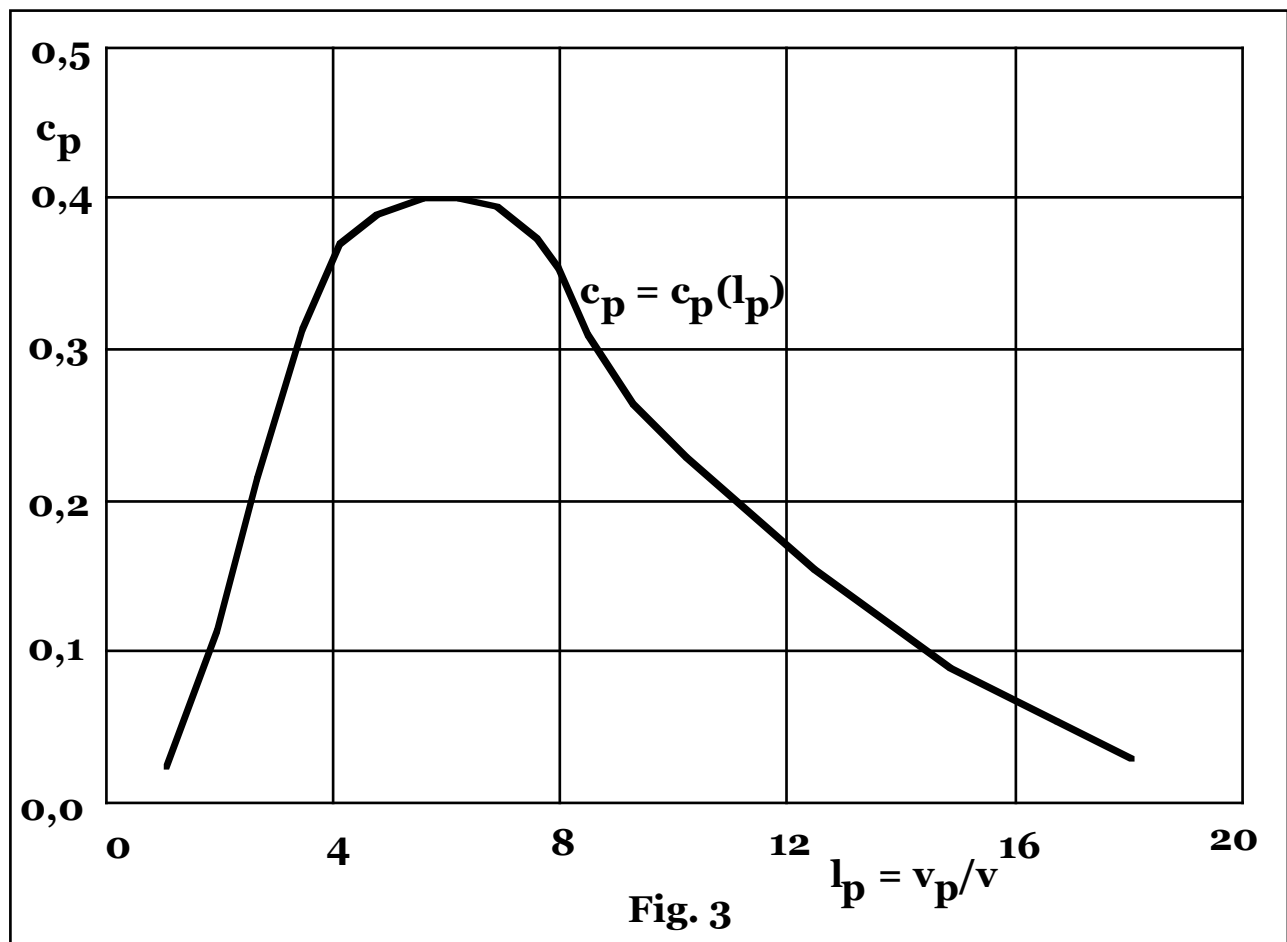
La potenza nominale di progetto vale dunque:

$$P_n = 1/2 c_{pn} d_s (\pi D^2 / 4) v_n^3.$$

Il coefficiente di potenza c_p può essere espresso anche in funzione, del "coefficiente di velocità periferica", (l_p), ovvero del rapporto tra la velocità periferica delle pale, (v_p), e la velocità del vento: $l_p = v_p/v$, (**Fig.3**).

Il coefficiente di potenza non varia se non viene alterata la conformazione cinematica del flusso aerodinamico che può essere, in prima approssimazione, ritenuta costante se non varia il coefficiente di velocità periferica.

Nelle problematiche delle eliche motrici, il coefficiente di velocità periferica è, cioè, indice di similitudine cinematica e riveste lo stesso ruolo del numero di giri caratteristico nel campo delle turbomacchine idrauliche.



2 - CARATTERISTICHE DI FUNZIONAMENTO.

Il regime di funzionamento di un aeromotore, (come di ogni corpo rotante), risulta dalla relazione di equilibrio dinamico:

$$C_m - C_r = I \frac{dv_a}{dt},$$

con: C_m , C_r , coppia motrice e resistente, rispettivamente, v_a velocità angolare e I momento di inerzia del rotore.

Pertanto per ogni funzionamento a velocità di rotazione costante, ($dv_a/dt = 0$), è necessario che la coppia motrice relativa alla spinta del vento sia bilanciata da una pari coppia resistente opposta dalla sezione di generazione di potenza eolica.

Il funzionamento di un aeromotore si colloca tra due precise velocità limite del vento: v_i , (velocità di spunto o avviamento), alla quale le forze agenti sul rotore sono tali da vincere le resistenze passive, la macchina può mettersi in moto e iniziare a erogare potenza e v_f , (velocità di arresto o fuori servizio), alla quale si raggiungono le sollecitazioni alle strutture e alla sezione a valle massime di progetto e l'aerogeneratore deve essere fermato in posizione di parcheggio.

L'avviamento di ogni aeromotore avviene in modo automatico tramite la spinta del vento sul rotore o utilizzando una macchina elettrica come motore di lancio non appena la velocità del vento supera il valore di innesco, (v_i), fino al raggiungimento della velocità di sincronismo per il parallelo alla rete, quindi, qualora il sistema di misura della velocità del vento ne verifichi il valore compreso fra la velocità di spunto e di fuori servizio, ($v_i \leq v \leq v_f$), viene abilitato l'avviamento collegando il generatore alla rete e quindi inizia l'erogazione di potenza.

Per ogni macchina può essere previsto il collegamento alternativo a diversi generatori elettrici a differente numero di poli e quindi con velocità di sincronismo più vicina a quella di massimo rendimento dell'aeromotore a seconda della velocità del vento.

Da questo punto e fino alla velocità del vento pari a quella nominale di progetto, (v_n), il sistema di controllo, tramite modulazione della coppia resistente opposta dal generatore elettrico, mantiene la velocità angolare del rotore di massimo coefficiente di potenza con navicella allineata alla direzione del vento.

Al superamento di v_n fino alla velocità di fuori servizio, (v_f), il sistema di controllo in genere provvede a mantenere costante la potenza resa.

Infatti sebbene per $v > v_n$, la funzione $c_p = c_p(v)$, cali meno rapidamente di v^3 e quindi la potenza tenda ancora, (debolmente), a crescere all'aumentare della velocità del vento, in genere risulta tecnicamente ed economicamente vantaggioso mantenere costante la potenza resa evitando di sovradimensionare il sistema aumentandone la potenza massima.

Questo può essere ottenuto per stallo aerodinamico del rotore, o mediante controllo dell'imbardata, ovvero disallineando, ($\cos \alpha < 1$), l'asse del rotore rispetto alla direzione del vento, mentre il contemporaneo controllo della coppia resistente opposta dal generatore elettrico, (pari a quella nominale), mantiene costante anche la velocità angolare del rotore.

Infine al raggiungimento della velocità di fuori servizio, (o al di sotto di quella di innesco), l'aerogeneratore viene fermato portando l'asse della navicella normale alla direzione del vento.

In condizioni di funzionamento nominale il piano di rotazione della navicella viene mantenuto ortogonale alla direzione del vento tramite regolatori di orientamento passivi costituiti da un timone sito su una trave solidale col rotore, o da un sistema attivo composto da un rilevatore della direzione del vento che controlla un sistema di attuazione idraulico o elettrico.

Circa i regimi di rotazione le relative caratteristiche non dipendono dai valori assoluti delle velocità, ma dal coefficiente di velocità periferica.

Le eliche veloci risultano, cioè, quelle con λ_p elevato, (fino a $5 \div 8$), mentre per eliche multipala lente, si ha: $\lambda_p = 1 \div 1,2$.

Gli aeromotori per la generazione di potenza elettrica risultano generalmente veloci per limitare il rapporto di moltiplicazione nel trascinamento del generatore elettrico, mentre in caso di pompaggio di acqua si hanno aeromotori lenti. La velocità della girante determina la solidità del rotore, ovvero il numero di pale.

Al crescere del numero di pale, infatti, il massimo rendimento del rotore si ottiene per valori decrescenti della velocità periferica.

Indicativamente si ha:

$\lambda_p = 1$	numero pale:	$8 \div 24$;
$\lambda_p = 2$	"	$6 \div 12$;
$\lambda_p = 3$	"	$3 \div 6$;
$\lambda_p = 4$	"	$2 \div 4$;
$\lambda_p = 5$	"	$2 \div 3$.

Le giranti multipala per l'elevata solidità, sfruttano la spinta del vento sulla superficie palare e risultano macchine a resistenza, mentre nelle giranti a basso numero di pale ed elevata velocità periferica, è l'azione aerodinamica della corrente a cedere potenza e le macchine risultano a portanza.

Le eliche multipala a bassa velocità periferica, sono indicate per le basse velocità del vento, ($v_1 \sim 2 \div 3 \text{ m/s}$), e raggiungono valori del coefficiente di potenza non superiori a: $c_p = 0,3$.

Data l'elevata solidità, (e quindi peso), le eliche multipala sono limitate, circa le dimensioni, a valori di diametro dell'ordine dei **10 m** e quindi sono caratterizzate da potenze modeste, mentre le eliche veloci a basso numero di pale sono indicate per maggiori velocità del vento, ($v_i \sim 5 \text{ m/s}$), risultano più leggere a parità di potenza potendo essere realizzate con dimensioni del diametro fino all'ordine dei **100 m**, permettono di ottenere coefficienti di potenza dell'ordine di $c_p = 0,45$, raggiungendo maggiori valori di potenza.

Rispetto alle eliche lente multipala risultano più sollecitate durante il funzionamento date le maggiori velocità del vento utilizzate, mentre a rotore fermo per la minore solidità, la spinta del vento risulta inferiore.

Il numero di pale è stato ridotto fino al minimo di una, (eliche monopala), in quanto essendo la generazione energetica pari a una frazione, (c_p), di quella incidente, sostanzialmente dipende dall'area spazzata dal rotore, pertanto a parità di potenza generata al diminuire del numero di pale aumenta la velocità di rotazione e si riduce la coppia all'asse. Si ottengono quindi macchine più leggere che a parità di altre condizioni possono essere montate a quote maggiori a tutto vantaggio della captazione di potenza eolica, sopportare in condizioni di sicurezza venti di maggiore intensità durante il parcheggio, richiedere minore manutenzione, comportare un minore impatto visivo per la maggiore snellezza delle strutture, nonchè richiedere meno servomeccanismi di regolazione delle singole pale.

3 – ENERGIA GENERABILE.

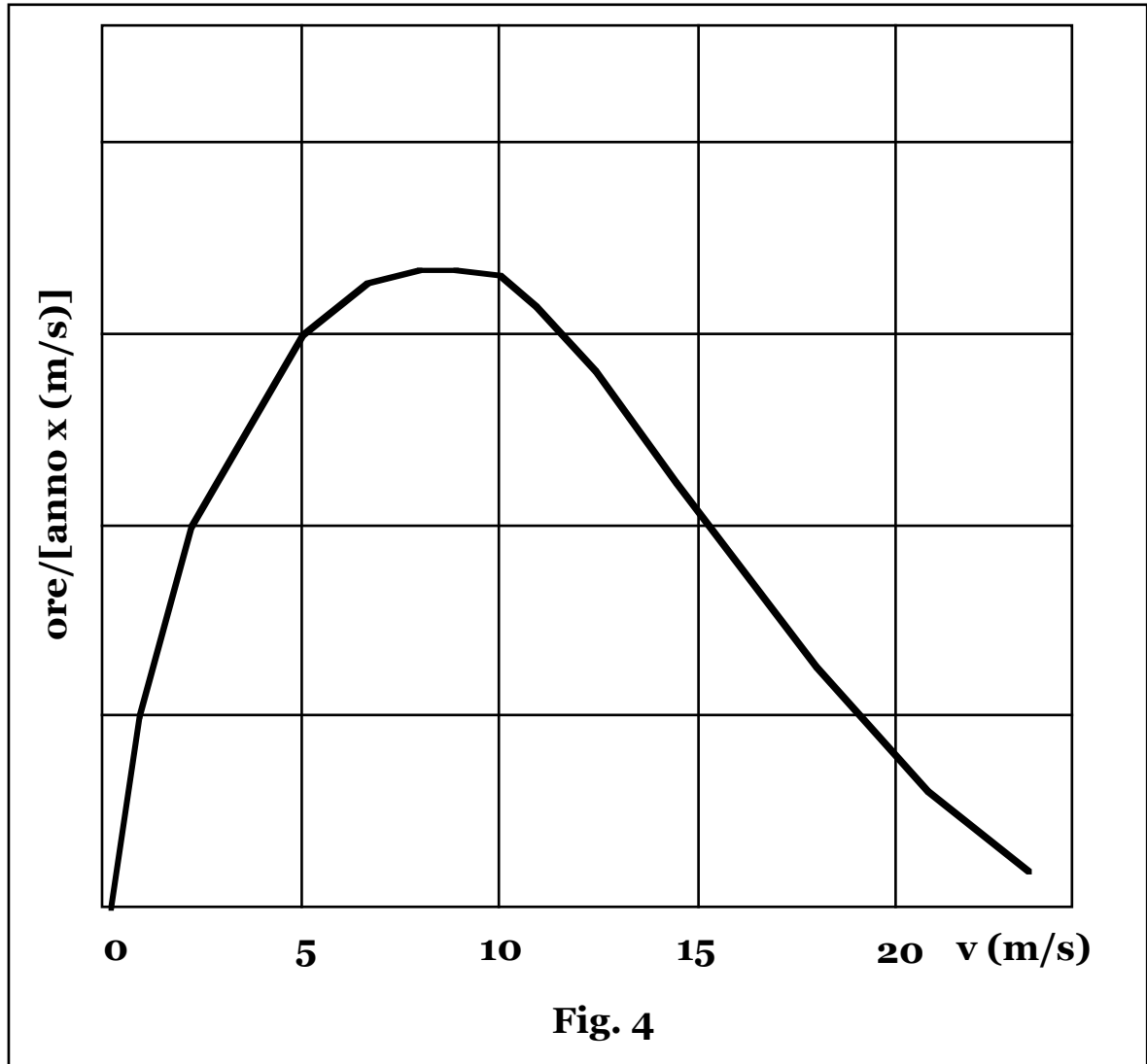
Per l'analisi delle condizioni anemologiche del territorio, (ventosità del sito), e quindi per la valutazione del potenziale eolico e della producibilità di energia elettrica di una regione, vengono effettuati rilevamenti utilizzando centraline del vento, costituite da anemometri registratori e indicatori di direzione registratori, poste su piloni alti almeno dieci metri dal suolo o almeno sei metri al di sopra di ogni ostacolo nel raggio di cento metri.

Rilevamenti significativi sono riferiti a periodi sufficientemente grandi, in generale dell'ordine di **2÷3** anni.

In base a questi dati vengono costruite le curve di frequenza:

$H = H(v) = dt/dv$, ovvero la funzione tempo a periodo di riferimento **T**, (generalmente annuo), in cui si ha vento di velocità compresa nell'intervallo unitario di cui al valore della variabile, (**Fig.4**), con:

$\int_0^{\infty} H(v)dv = T$, e le curve di durata, $H_d = H_d(v)$, ovvero il tempo a periodo di riferimento, in cui il valore della velocità del vento è superiore alla valore della variabile, (**Fig.5**).



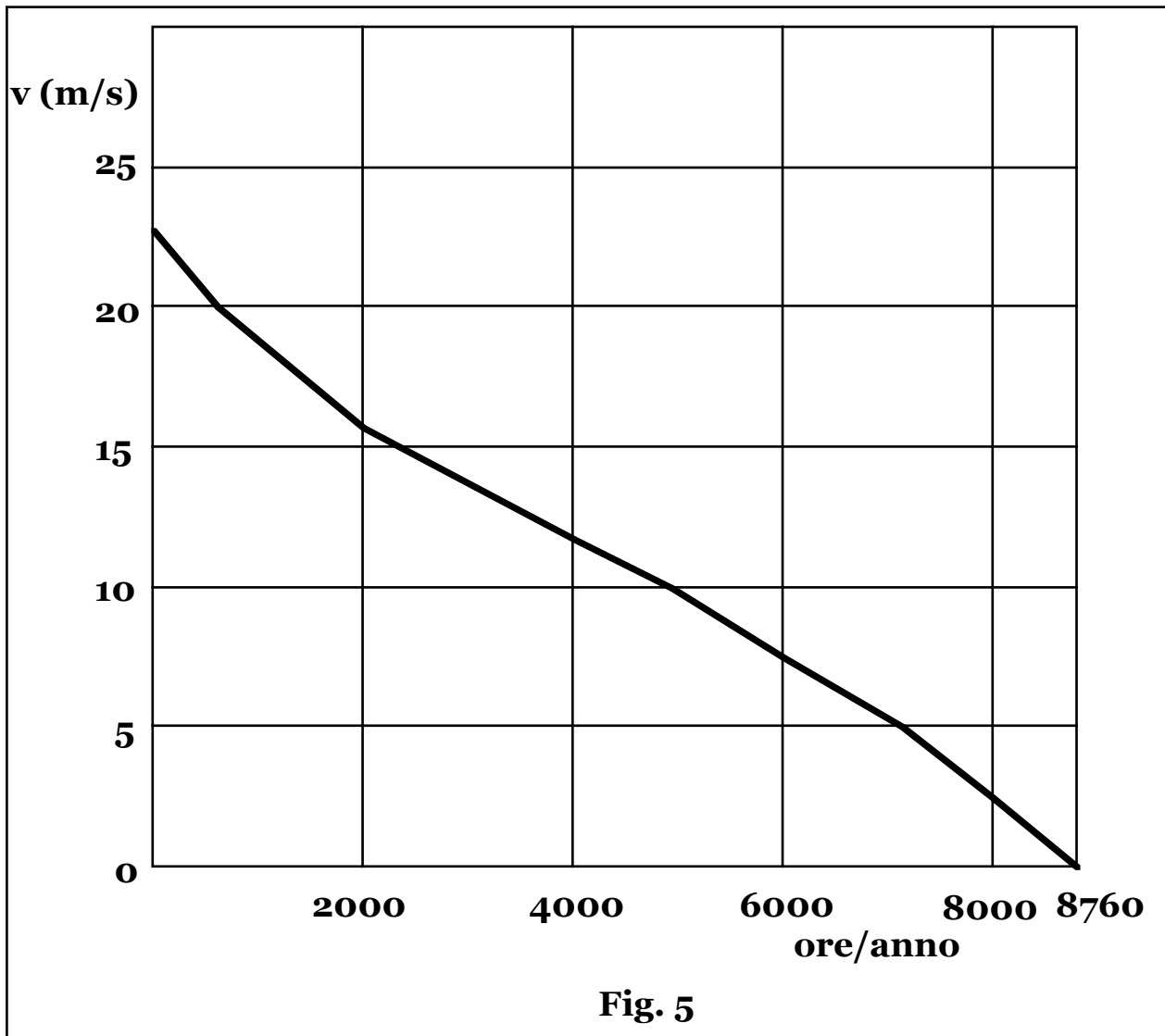
Risulta, quindi: $H_d(v) = \int_v^{\infty} H(v)dv$; $H(v) = dH_d(v)/dv$.

Con opportuna variazione del fattore di scala, infine, $(1/2c_p v^3)$, possono costruirsi le curve di frequenza e durata per la potenza eolica contenuta in un tubo di flusso di sezione unitaria normale alla direzione del vento.

L'energia, (**E₁₂**), ottenibile fra due valori della velocità del vento, (**v₁** e

v₂), risulta dunque: $E_{12} = 1/2 c_p d_s S \int_{v_1}^{v_2} v^3 H(v)dv$,

a meno degli intervalli in cui risulta: $v < v_i$; $v > v_f$.



I principali parametri anemologici risultano:

- periodo complessivo di raccolta dati;
- velocità media aritmetica del vento, (v_{ma});
- velocità media cubica, (v_{mc}):

$$v_{mc}^3 = \frac{\int_0^{\infty} v^3 H(v) dv}{\int_0^{\infty} H(v) dv} = \frac{1}{T} \int_0^{\infty} v^3 H(v) dv;$$

- direzione prevalente;
- potenza media specifica, (per unità di superficie di tubo di flusso), disponibile nella vena fluida pari a: $1/2 d_s v_{mc}^3$, da cui la potenza teoricamente estraibile, pari a: $1/2 c_{pt} d_s v_{mc}^3$.

La scelta del sito per l'installazione di macchine eoliche, viene effettuata in funzione dell'orografia del territorio e della presenza di eventuali ostacoli naturali o artificiali che possono influenzare profondamente la velocità e la distribuzione del vento e quindi la potenza eolica resa.

La velocità del vento aumenta progressivamente all'aumentare della quota secondo una relazione del tipo: $v/v_0 = (z/z_0)^b$, ove v_0 e z_0 rappresentano la velocità e la quota, (di norma di circa **10 m**), di riferimento, rispettivamente e l'esponente **b** risulta variabile a seconda del tipo di terreno e degli ostacoli presenti: **0,1 < b < 0,4**, (tipicamente **b ~ 1/7 = 0,143**). Per la potenza generabile, (proporzionale alla velocità al cubo), risulta quindi: $P/P_0 = (z/z_0)^{3b}$.

Risultano ottimali i luoghi pianeggianti e privi di ostacoli, o i rilievi montuosi o collinosi, o soprelevazioni artificiali. Alla sommità dei rilievi con pendii dolci, infatti, la velocità del vento è sensibilmente superiore rispetto ai luoghi pianeggianti, mentre, al contrario, sui pendii ripidi o a picco, si creano turbolenze dannose.

Circa le direzione del vento, sui pendii di valli strette si creano inevitabili fluttuazioni irregolari, mentre i fondovalle tendono a incanalare il vento in direzioni prestabilite facilmente sfruttabili.

Gli ostacoli naturali o artificiali possono creare turbolenze pericolose per la stabilità dei sistemi e ridurre il rendimento di captazione.

Per macchine piccole e medie è cautelativo realizzare la torre sopraelevata di almeno sei metri rispetto al più elevato ostacolo nel raggio di cento metri e in maniera ottimale portare questi valori a dieci e cinquecento metri, rispettivamente.

4 – SCELTA DEI PARAMETRI DI PROGETTO.

Velocità angolare costante.

La velocità nominale di progetto è la radice dell'equazione:

$dc_p(v)/dv = 0$, $[d^2c_p(v)/dv^2 < 0]$, e il corrispondente valore di c_p , (c_{pn} o c_{pmax}), il c_p nominale di progetto.

Al variare del numero di giri del rotore nell'unità di tempo, (**n**), si ha una famiglia di curve: $c_p = c_p(v, n) = c_p(l_p)$, essendo:

$$l_p = v_p/v = \pi nD/v.$$

Gli aerogeneratori per la produzione di energia elettrica sono collegati alla rete tramite generatori sincroni o asincroni con interposizione di un moltiplicatore di giri.

Essendo costante la frequenza di rete, fissato il numero di poli della macchina, l'accoppiamento più semplice è con generatore e quindi

rotore, a velocità angolare **costante**, per cui il sistema funziona al massimo rendimento soltanto per un'unica velocità del vento, (quella nominale).

Per funzionamento a numero di giri **costante**, l'energia estraibile vale:

$E = 1/2 d_s S \int_0^T c_p[v(t), n] v^3(t) dt$, ovvero su base annuale per definizione di curve di frequenza, $[H(v) = dt/dv]$:

$$E = 1/2 d_s S \int_{v_i}^{v_f} c_p(v, n) v^3 H(v) dv = E(n),$$

e risultando l'energia resa, crescente con v_f , $[c_p(v, n) v^3 H(v) > 0, \forall v]$.

Qualora, invece, per: $v > v_n$ la potenza venga limitata al valore nominale mediante variazione del passo e conseguente diminuzione del fattore di potenza, (c_p), l'energia captata risulta:

$$\begin{aligned} E &= 1/2 d_s S \int_0^{t_1} c_p[v(t), n] v^3(t) dt + 1/2 c_{pn} d_s S v_n^3 t_2 = \\ &= 1/2 d_s S \int_{v_i}^{v_n} c_p(v, n) v^3 H(v) dv + 1/2 c_{pn} d_s S v_n^3 \int_{v_n}^{v_f} H(v) dv, \end{aligned}$$

essendo: t_1 il periodo di tempo annuo in cui risulta: $v_i < v < v_n$;

t_2 il periodo di tempo annuo in cui risulta: $v_n < v < v_f$,

con: $t_1 = t_1(n)$; $t_2 = t_2(n)$; $v_n = v_n(n)$.

La soluzione dell'equazione: $dE(n)/dn = 0$, $[d^2E(n)/dn^2 < 0]$, fornisce, pertanto, il valore ottimale del numero di giri di funzionamento, (n_{max}), per l'ottenimento della massima energia estraibile, (E_{max}), mentre le coordinate del massimo della relativa curva: $c_p = c_p(v, n_{max})$ risultano il fattore di potenza e la velocità nominali di progetto, da cui la potenza di targa e quindi l'onere di investimento dell'impianto, (anche qualora la potenza non venga limitata al valore nominale, gli opposti andamenti dei parametri: c_p e v^3 comportano, oltre la velocità nominale, un aumento di potenza di lieve entità).

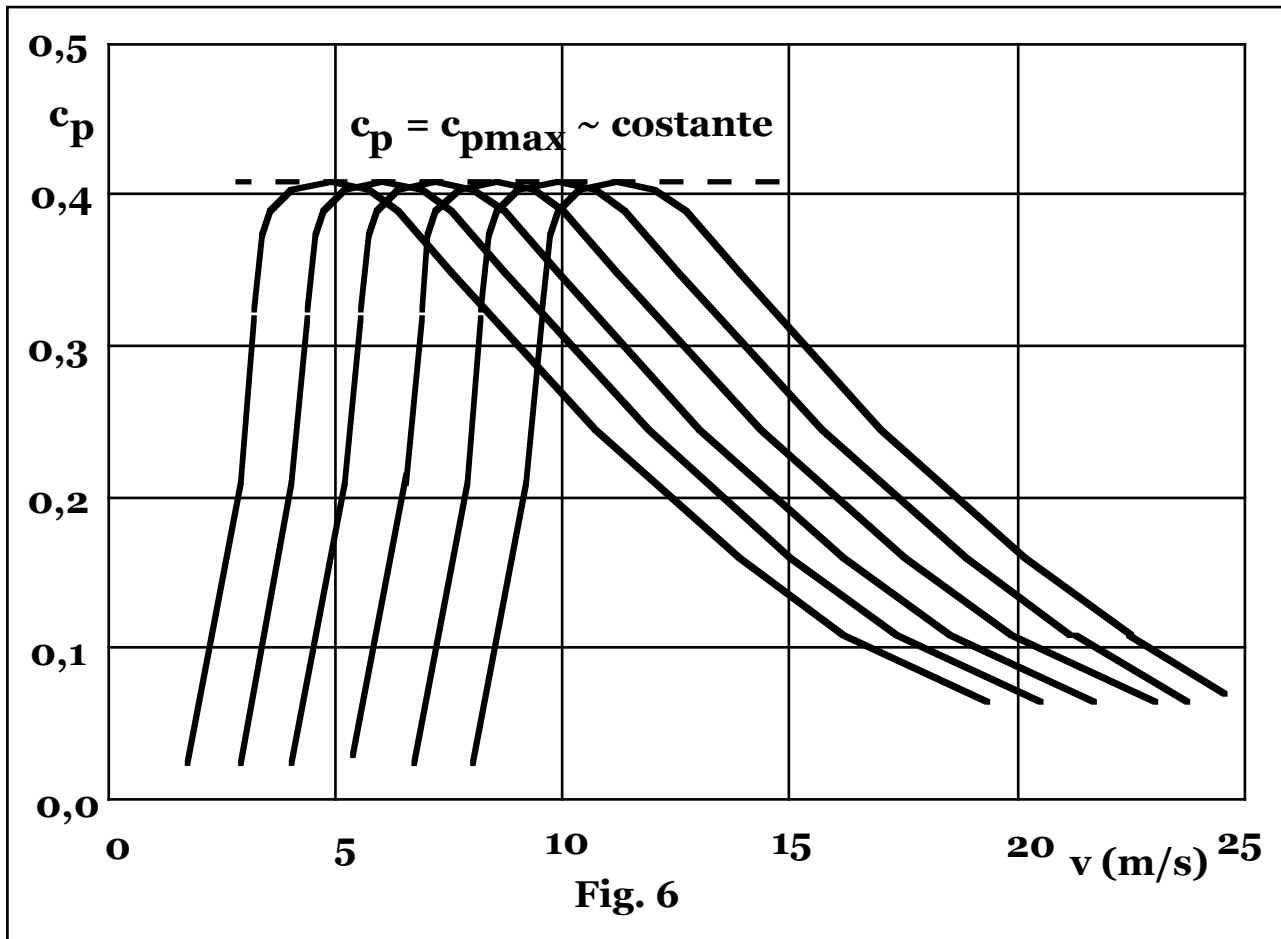
Velocità angolare variabile.

Indicando con l_{pmax} la radice dell'equazione: $dc_p(l_p)/dl_p = 0$, posto: $n = v l_{pmax}/\pi D$,

ovvero adeguando la velocità di rotazione del rotore a quella del vento in modo che risulti: $l_p = l_{pmax}$, per ogni valore della velocità del vento,

si ottiene: $c_p = c_{pmax} = c_{pn}$; $P = 1/2 c_{pn} d_s S v^3$, per ogni valore della velocità, essendo: $c_p(n) \sim \text{costante} = c_{pn}$.

L'adeguamento del numero di giri n alla variazione della velocità del vento, (tramite il controllo della coppia resistente opposta dal generatore elettrico), comporta, cioè, la sostituzione delle singole curve $c_p = c_p(v, n)$, con l'involuppo delle stesse per i diversi valori del numero di giri, (Fig.6).



Il regime risultante è comunque il funzionamento a velocità angolare **variabile** che per l'allacciamento in rete, richiede un apparato di conversione in grado di erogare corrente elettrica alternata a frequenza costante.

L'energia estraibile vale:

$$E = 1/2 c_p n d_s S \int_0^T v^3(t) dt, \text{ con } T, \text{ periodo di riferimento, ovvero:}$$

$$E = 1/2 c_p n d_s S \int_0^{\infty} v^3 H(v) dv = 1/2 c_p n d_s S \int_{v_i}^{v_f} v^3 H(v) dv = E(v_f).$$

Per funzionamento a numero di giri **variabile** non sono possibili procedimenti di ottimizzazione energetica risultando la funzione $E(v_f)$, monotona crescente con la velocità di fuori servizio v_f , [$v^3 H(v) > 0, \forall v$].

Rispetto ai rotori a velocità angolare costante, si ha un aumento dell'energia resa essendo costante e pari al valore massimo il coefficiente di potenza e tuttavia risulta aumentata anche la potenza massima che vale: $P = 1/2 c_{pn} d_s S v_n^3$, ovvero: $v_n = v_f$.

Nelle valutazioni comparative energetica ed economica, pertanto, concorrono fattori contrastanti essendo il costo impianto legato alla potenza installata ed essendo richieste in caso di velocità variabile, apparecchiature ausiliarie di controllo e attuazione per l'adeguamento della velocità del rotore a quella del vento e di condizionamento della potenza generata per il collegamento all'utenza.

Anche in regimi a numero di giri **variabile**, è possibile fissare la potenza massima per una velocità nominale, ($v = v_n$), con l'energia captata che in tal caso vale:

$$E = 1/2 d_s c_{pn} S \int_0^{t_1} v^3(t) dt + 1/2 c_{pn} d_s S v_n^3 t_2 =$$

$$= 1/2 d_s c_{pn} S \int_{v_i}^{v_n} v^3 H(v) dv + 1/2 c_{pn} d_s S v_n^3 \int_{v_n}^{v_f} H(v) dv,$$

evitando sovradimensionamenti per maggiore potenza installata.

Per ogni regime di funzionamento, (velocità angolare **costante** o **variabile**), la scelta della velocità v_f risulta dal bilancio fra gli utili, in termini di energia resa, derivanti da un aumento di v_f , e l'aumento di costo investimento dell'impianto in grado di reggere sollecitazioni crescenti e quindi dall'analisi delle curve di durata della potenza, tramite le quali è possibile valutare, per ogni valore di v_f , l'area sottesa dalla curva nell'intervallo di tempo in cui risulta:

$v > v_f$.

A velocità angolare **costante**, l'energia ottenibile per velocità del vento:

$$v > v_f, \text{ risulta: } E = 1/2 d_s S \int_{v_f}^{\infty} c_p(v, n) v^3 H(v) dv = E(v_f),$$

$$\text{ovvero: } E = 1/2 c_{pn} d_s S v_n^3 \int_{v_f}^{\infty} H(v) dv, \text{ con } P = P_n, \text{ per } v > v_f,$$

per cui l'incremento di energia captata, (E_{v_f12}), per aumento della velocità v_f , da v_{f1} a v_{f2} :

$$E_{v_{f1}2} = 1/2 d_s S \int_{v_{f1}}^{\infty} c_p(v, n) v^3 H(v) dv - \\ - 1/2 d_s S \int_{v_{f2}}^{\infty} c_p(v, n) v^3 H(v) dv = 1/2 d_s S \int_{v_{f1}}^{v_{f2}} c_p(v, n) v^3 H(v) dv,$$

$$\text{ovvero: } E_{v_{f1}2} = 1/2 c_{pn} d_s S v_n^3 \int_{v_f}^{v_{f2}} H(v) dv, \text{ con } P = P_n,$$

per $v > v_f$.

A velocità angolare **variabile**, l'energia ottenibile per velocità del vento:

$$v > v_f, \text{ risulta: } E = 1/2 c_{pn} d_s S \int_{v_f}^{\infty} v^3 H(v) dv = E(v_f),$$

$$\text{ovvero: } E = 1/2 c_{pn} d_s S v_n^3 \int_{v_f}^{\infty} H(v) dv, \text{ con } P = P_n, \text{ per } v > v_n,$$

per cui l'incremento di energia captata, ($E_{v_{f1}2}$), per aumento della velocità v_f , da v_{f1} a v_{f2} :

$$E_{v_{f1}2} = 1/2 c_{pn} d_s S \int_{v_{f1}}^{\infty} v^3 H(v) dv - 1/2 c_{pn} d_s S \int_{v_{f2}}^{\infty} v^3 H(v) dv = \\ = 1/2 c_{pn} d_s S \int_{v_{f1}}^{v_{f2}} v^3 H(v) dv,$$

$$\text{ovvero: } E_{v_{f1}2} = 1/2 c_{pn} d_s S v_n^3 \int_{v_{f1}}^{v_{f2}} H(v) dv, \text{ con } P = P_n,$$

per $v > v_n$.

Pale a incidenza variabile.

Il medesimo effetto di un coefficiente di potenza costante e pari al suo valore massimo, ($c_p = c_{pn}$), si ottiene, a numero di giri costante, realizzando rotori con **pale a incidenza variabile** al variare della velocità del vento, con effetto analogo alle prestazioni delle turbine Kaplan in campo idraulico.

Il controllo della velocità del rotore e quindi della potenza della macchina, è ottenuto agendo sull'angolo di incidenza o di calettamento, (angolo compreso fra il profilo aerodinamico della pala e la direzione del vento), facendo ruotare la pala attorno al suo asse tramite cinematismi guidati da servomeccanismi idraulici o elettrici comandati elettronicamente.

Quando il vento raggiunge la velocità di innesco, la pala dalla posizione in bandiera ovvero rotore in posizione di riposo con angolo di incidenza nullo, viene ruotata progressivamente intorno al proprio asse tramite

attuatori idraulici comandati elettronicamente e l'aeromotore inizia a erogare potenza.

Fra la velocità di innesco e quella nominale l'angolo di calettamento viene modulato ottimizzandone il valore al massimo rendimento del rotore per l'erogazione della massima potenza, fino a quella nominale.

Al superamento della velocità nominale di progetto, infine, la potenza può essere limitata a quella nominale agendo ancora sull'angolo di incidenza delle pale.

L'arresto del rotore per mancanza di richiesta di potenza o per superamento della velocità di fuori servizio, si ottiene ponendo nuovamente le pale in bandiera.

Si ottiene comunque: $c_p(v, n) = c_{pmax}(n) \sim \text{costante}$ e l'energia

captata risulta: $E = 1/2 c_{pn} d_s S \int_{v_i}^{v_f} v^3 H(v) dv$, ovvero:

$$E = 1/2 d_s c_{pn} S \int_{v_i}^{v_n} v^3 H(v) dv + 1/2 c_{pn} d_s S v_n^3 \int_{v_n}^{v_f} H(v) dv,$$

con: $P = P_n$, per $v > v_n$.

5 - FATTORE DI CARICO.

L'energia captata da un aeromotore, (E_n), in un periodo di tempo T ,

vale: $E_n = 1/2 d_s S \int_{v_i}^{v_f} c_p(v, n) v^3 H(v) dv = E(n)$, ($c_p=0$, per $v < v_i$;

$v > v_f$), a numero di giri **costante** e $E_n = 1/2 c_{pn} d_s S \int_{v_i}^{v_f} v^3 H(v) dv = E(v_f)$, a numero di giri, (o pale a incidenza), **variabile**, ove si è supposto il rotore orientato, ($\cos q = 1$).

Poichè la potenza nominale di progetto vale:

$$P_n = 1/2 c_{pn} d_s (\pi D^2/4) v_n^3,$$

il fattore di carico risulta:

$$\begin{aligned} u = \frac{E_n}{P_n T} &= \frac{\int_{v_i}^{v_f} \frac{1}{2} d_s \frac{\pi D^2}{4} c_p(v, n) v^3 H(v) dv}{\frac{1}{2} c_{pn} d_s \frac{\pi D^2}{4} v_n^3 T} = \\ &= \frac{\int_{v_i}^{v_f} c_p(v, n) v^3 H(v) dv}{c_{pn} v_n^3 T} = u(n) \end{aligned}$$

a numero di giri **costante** e

$$u = \frac{E_n}{P_n T} = \frac{\int_{v_i}^{v_f} \frac{1}{2} d_s c_{pn} \frac{\pi D^2}{4} v^3 H(v) dv}{\frac{1}{2} c_{pn} d_s \frac{\pi D^2}{4} v_n^3 T} = \frac{\int_{v_i}^{v_f} v^3 H(v) dv}{v_n^3 T} = u(v_f),$$

a numero di giri, (o pale a incidenza), **variabile** e pertanto l'energia producibile nel tempo **T**, vale:

$$E_n = P_n u T = 1/2 c_{pn} d_s (\pi D^2/4) v_n^3 u T.$$

Per tipici valori dei parametri e del fattore di carico, (**u ~ 0,25**), si ottiene: **E_n ~ 1.000 kWh/m²anno**.

6 – POTENZIALE EOLICO DISPONIBILE.

La potenza totale disponibile: **P(t) = ∫_S 1/2 c_p(S, t) d_s(S, t) v³(S, t) dS**, e l'energia captabile: **E = ∫_S ∫_T 1/2 c_p(S, t) d_s(S, t) v³(S, t) dS dt**, in un tubo di flusso di sezione **S** e in un periodo di tempo **T**, risultano elementi del tutto nominali relativi a una certa superficie normale al vettore velocità del vento in un certo intervallo di tempo.

La valutazione del potenziale eolico disponibile risulta, invece, la definizione e il calcolo della potenza eolica di progetto totale installabile e l'energia eolica utilizzabile in certo un periodo di tempo, in una specifica area geografica comunque complessa.

Indicando con **A** la superficie regionale caratterizzata da condizioni orografiche e anemometriche sufficientemente uniformi, la potenza nominale installabile, (**P**), vale: **P = pA**, con **p** potenza specifica per unità di area.

Nella superficie geografica **A** è necessario distinguere le aree singolari, (colline, vette, ecc.), ove possono essere installate solo singole turbine eventualmente di grande potenza unitaria, dalle aree mediamente piatte, (con differenze di livello non superiori a circa **70 m** in un raggio di **4÷6 km**).

Nei siti singolari la densità di potenza è data dal rapporto tra la potenza della turbina singola e l'area totale del sito singolare.

Nei siti estesi il numero massimo di macchine è, invece, limitato dalla reciproca interferenza aerodinamica dovuta alla scia dei supporti e delle turbine stesse.

La distanza, (**L**), al di sotto della quale gli effetti di interferenza sulla velocità e turbolenza del vento dovuti alla scia di una turbina sono avvertibili, risulta, con sufficiente approssimazione, proporzionale al

diametro del rotore: $L = nD$, con n coefficiente numerico di valore sperimentale: $10 < n < 15$.

Pertanto ogni unità eolica occupa un'area di rispetto pari a:

$$L^2 = n^2 D^2.$$

Poichè la potenza installabile nella unità di superficie vale: $p = NP_n$, ove N è il numero di turbine per unità di superficie geografica, tenuto conto della distanza tra le turbine, si ottiene:

$$p = p(n) = \frac{1}{n^2 D^2} \frac{1}{2} c_{pn} d_s \frac{\pi D^2}{4} v_n^3 = \frac{c_1}{n^2} v_n^3, \text{ con: } c_1 = \frac{\pi}{8} c_{pn} d_s.$$

Per $d_s = 1,25 \text{ kg/m}^3$; $c_{pn} = 0,4$, risulta $c_1 \sim 0,2 \text{ kg/m}^3$, da cui:

$$p(n) = 0,2 \frac{v_n^3}{n^2} \quad \frac{W}{m^2}, \quad (\text{o } \frac{MW}{km^2}).$$

In pratica si ottengono valori di $5 \div 8 \text{ MW/km}^2$, mentre le strutture eoliche occupano solo circa l'1% della superficie, ($\sim 0,2\%$ per gli aerogeneratori e $\sim 0,8\%$ per linee di collegamento e aree di servizio), lasciando libero il rimanente 99% per eventuali altri utilizzi.

La densità di potenza risulta pertanto indipendente dal diametro delle turbine, (e quindi dalla potenza unitaria delle macchine), se si prescinde dall'altezza del pilone la cui influenza è implicitamente contenuta nella velocità di progetto v_n ; di conseguenza appare equivalente, agli effetti della densità di potenza installabile, la presenza di numerose turbine di taglia ridotta o di poche di taglia maggiore. Tuttavia nella realizzazione di centrali eoliche di potenza significativa, l'impegno di terreno risulta meno esclusivo al crescere della taglia degli aerogeneratori per il minore numero e la maggiore distanza fra gli aerogeneratori stessi a parità di potenza.

La potenza nominale totale installabile in un sito mediamente piatto di area A risulta dunque: $P = N P_n A = p A = c_1 (v_n^3/n^2) A$.

La potenza nominale totale installabile in un'area regionale nella quale una indagine anemometrica abbia condotto a individuare Z siti singolari e K siti estesi, rispettivamente di aree A_j e A_i , adottando per ciascun sito un opportuno valore della velocità nominale di progetto, (v_{nj} e v_{ni}), del fattore di carico, (u_j e u_i), e dell'interasse, (n_j), (oltre che dal tipo di macchina, L dipende dalle caratteristiche del suolo e da eventuali vincoli di carattere naturale o artificiale), vale:

$$P = \sum_{j=1}^Z P_{nj} + \sum_{i=1}^K P_{ni} = c_1 \left(\sum_{j=1}^Z v_{nj}^3 D_j^2 + \sum_{i=1}^K \frac{v_{ni}^3}{n_i^2} A_i \right),$$

e l'energia totale disponibile in un periodo di tempo \mathbf{T} :

$$\mathbf{E} = c_1 \mathbf{T} \left(\sum_{j=1}^Z v_{nj}^3 D_j^2 u_j + \sum_{i=1}^K \frac{v_{ni}^3}{n_i^2} u_i A_i \right).$$

A meno dell'allacciamento in rete, (con le conseguenti limitazioni circa i picchi di potenza assorbibili dalla rete stessa), l'inevitabile divario fra la potenza resa e le richieste dell'utenza, nonché l'ampia variabilità della potenza eolica disponibile anche nei confronti dei dati statistici, comporta in generale che l'insieme degli aeromotori sia dotato di un opportuno sistema di accumulo di energia.

Pertanto l'energia realmente resa alle utenze, (\mathbf{E}_r) , vale:

$$\mathbf{E}_r = h_e h_t [f + (1 - f) h_a] \mathbf{E} = h_g \mathbf{E},$$

con: h_e , h_t , h_a , h_g , efficienza dell'insieme generatore-trasmissioni meccaniche, efficienza di trasmissione dell'energia elettrica in rete, efficienza complessiva dei processi di accumulo e resa dell'energia alle utenze e globale, rispettivamente, e f frazione di energia \mathbf{E} utilizzata in tempo reale.

Un'utenza in grado di impiegare direttamente una frazione: $f = 0,5$ dell'energia eolica disponibile e di assorbire la restante frazione, $(1 - f)$, previo accumulo con bacini idroelettrici di pompaggio, assumendo per le efficienze valori di: $h_e = 0,9$; $h_t = 0,85$; $h_a = 0,6$, comporta valori dell'efficienza globale h_g , pari a: $h_g \sim 0,6$, da cui: $\mathbf{E}_t \sim 0,6 \mathbf{E}$.

Apparendo sostanzialmente concorrenziali i progetti di grandi aerogeneratori singoli e di parchi eolici dotati di un grande numero di aerogeneratori di media taglia, accanto alla realizzazione dei più grandi aerogeneratori di elettricità del mondo, della potenza di $3 \div 4 \text{ MW}$, con diametri del rotore dell'ordine di 100 m , sono stati realizzati numerosi parchi eolici, con una potenza variabile da poche centinaia di kW a qualche MW e molti altri sono in fase di realizzazione.

La potenza dei singoli aerogeneratori è compresa tra qualche decina a qualche centinaia di kW , con diametri del rotore variabile tra 15 e 30 m , mentre la potenza media della singola macchina è aumentata da circa 30 kW a quasi 100 kW in conseguenza del progressivo ingresso sul mercato di aerogeneratori di potenza compresa fra 100 e 400 kW .

Attualmente gli aerogeneratori di potenza nominale fino a 500 kW , (con diametri del rotore fino a 40 m), sono considerati commerciali, mentre si tende a sviluppare aerogeneratori di taglia dell'ordine di $1 \div 1,2 \text{ MW}$, ($D = 50 \div 55 \text{ m}$).

7 – IMPATTO AMBIENTALE.

Circa l'impatto ambientale, da cui i conseguenti costi sociali, va considerato l'inquinamento visivo, l'impatto sulla flora e la fauna e quindi l'agricoltura, l'inquinamento acustico, l'inquinamento elettromagnetico con possibilità di interferenze sulle telecomunicazioni, la proiezione di frammenti delle apparecchiature e di ghiaccio formatosi sulle pale.

L'impatto visivo è certamente trascurabile con unico effetto estetico sul panorama che può risultare anche gradevole, si richiede semmai solo una oculata scelta di forme e colori delle apparecchiature evitando effetti riflettenti.

Le interferenze con la flora e la fauna sono limitate al periodo di costruzione dell'impianto, mentre eventuali pericoli per i volatili sono comunque inferiori a quelli relativi ad autostrade e linee elettriche.

Circa l'inquinamento acustico pur tenendo conto che livelli sonori accettabili in aree urbane e industriali possono non esserlo in zone rurali, risulta comunque che anche a piena potenza il rumore prodotto dagli aerogeneratori viene parzialmente coperto dal fondo acustico del vento. Anche le turbine eoliche di potenza più elevata, (diametro pari a **100 m**, altezza piloni **60 m**), infatti, comportano un livello di rumore contenuto a livelli di **45 dB**, (valore ritenuto accettabile per località rurali, il normale rumore di fondo delle voci in un ufficio è di circa **50 dB**), a circa **200 m** per generatori da **300 kW** e a circa **500 m** per centrali con **30** unità da **300 kW**.

I problemi di interferenza elettromagnetica con telecomunicazioni specie televisive, infine, sono evitabili con una oculata scelta del sito e di materiali costruttivi non metallici, (resine, fibre di vetro e di carbonio), ad eccezione dei sostegni del mozzo.

La sicurezza degli impianti è relativa al possibile cedimento strutturale dei sostegni, o alla proiezione di frammenti di pale o di ghiaccio formati sulle pale stesse, per cui in alcune nazioni sono allo studio normative riguardanti la distanza di sicurezza da porre fra le apparecchiature e i luoghi aperti al pubblico, (strade abitazioni, ecc.).

8 – COSTO DELL'ENERGIA EOLICA.

Il **VAN** dell'investimento, risulta:
$$\mathbf{VAN} = \frac{\mathbf{PuTc_k}}{t_{ek}} - \left(1 + \frac{a}{t_{em}}\right) \mathbf{qP}$$
, da cui il costo specifico dell'energia eolica, pari a:
$$\mathbf{c_k} = \left(1 + \frac{a}{t_{em}}\right) \frac{\mathbf{qt_{ek}}}{\mathbf{uT}}$$
, che

risulta oltremodo variabile essendo ampiamente variabili i parametri che lo compongono.

Il costi specifici di installazione, pur dipendenti dagli oneri per opere di preparazione del sito, trasporto, opere civili e allacciamenti elettrici variabili a seconda delle caratteristiche del luogo e della taglia dell'impianto fra il **25%** e il **50%** del costo totale di investimento, risultano ormai paragonabili a quelli relativi alle centrali di potenza convenzionali: $q^* = 0,6 \div 0,9 \text{ M}\pounds/(\pi D^2/4)$, da cui: $q = 1,5 \div 2,5 \text{ M}\pounds/\text{kW}$ per aerogeneratori di media taglia costruiti in serie, mentre i costi di gestione e manutenzione sono quantificabili in circa il **1 ÷ 3 %** annuo del costo impianto.

Poichè, tuttavia, il fattore di carico ha valori dell'ordine del **10 ÷ 40%**, la generazione di energia eolica risulta economicamente competitiva rispetto ai sistemi convenzionali, solo in condizioni geografiche e anemologiche particolarmente favorevoli, a meno che l'impiego di energia eolica non sia relativo a utenze isolate per cui il suo costo debba essere paragonato, o al prezzo di acquisto dell'energia elettrica maggiorato dal costo di allacciamento alla rete nazionale, o al costo di autoproduzione con gruppi elettrogeni.

9 – VALUTAZIONI NUMERICHE.

L'analisi sperimentale delle macchine eoliche mostra che la funzione $c_p = c_p(l_p)$, risulta esprimibile analiticamente come:

$c_p(l_p) = A_1 l_p^{a_1} e^{-B_1 l_p^{b_1}}$, da cui essendo: $l_p = \pi n D / v$, si ottiene:

$$c_p(n, v) = A_1 (\pi D)^{a_1} \left(\frac{n}{v}\right)^{a_1} e^{-B_1 (\pi D)^{b_1} \left(\frac{n}{v}\right)^{b_1}}.$$

Posto: $dc_p(l_p)/dl_p = 0$, risulta: $l_{p \max} = \left(\frac{a_1}{B_1 b_1}\right)^{\frac{1}{b_1}} = \frac{\pi n D}{v_n}$, da cui:

$$v_n(n) = \frac{\pi D}{\left(\frac{a_1}{B_1 b_1}\right)^{\frac{1}{b_1}}} n; \quad c_{pn} = A_1 \left(\frac{a_1}{B_1 b_1}\right)^{\frac{a_1}{b_1}} e^{-\frac{a_1}{b_1}}.$$

Le curve sperimentali di distribuzione in frequenza della velocità del vento mostrano andamenti a campana asimmetrica verso i bassi valori

della velocità e risultano quindi rappresentabili con modelli statistici, con espressioni analitiche del tipo:

$$\frac{1}{T} H(v) = A_2 v^{a_2} e^{-B_2 v^{b_2}}.$$

Con riferimento a macchine eoliche di taglia medio piccola e alle zone nazionali a maggiore ventosità, (tipicamente le stazioni della regione Sardegna), in un precedente articolo, [M. Gentilini: "Determinazione dei parametri ottimali di funzionamento negli aeromotori ad asse orizzontale." – Impiantistica Italiana, n° 5, maggio 1988], si sono ottenuti per i coefficienti numerici i valori:

$$A_1 = 8 \cdot 10^{-3}; B_1 = 0,6; a_1 = 4,2; b_1 \sim 1, \text{ da cui: } I_{pmax} = 7; c_{pn} = 0,425. \\ A_2 = 329; B_2 = 0,3; a_2 = 1,5; b_2 \sim 1.$$

a) Numero di giri variabile, (o palettatura a incidenza variabile).

Poste la velocità di innesco: $v_i = 5 \text{ m/s}$, e di fuori servizio: $v_f = 18 \text{ m/s}$, si ottiene: $E_n = 1.850 \text{ kWh/anno/m}^2$; $P_n = 1,5 \text{ kW/ m}^2$.

b) Numero di giri costante.

Poste ancora la velocità di innesco: $v_i = 5 \text{ m/s}$, e di fuori servizio: $v_f = 18 \text{ m/s}$, dall'analisi numerica della funzione le condizioni di massima energia captabile si ottengono per: $nD = 28,2$, da cui:

$$v_n = 12,66 \text{ m/s}; E_n = 1.580 \text{ kWh/anno m}^2; P_n = 0,53 \text{ kW/ m}^2.$$

10 – VALUTAZIONI ECONOMICHE.

a) Numero di giri variabile, (o palettatura a incidenza variabile).

Tenuto conto di un prezzo agevolato di acquisto da parte dell'ENEL dell'energia prodotta, (per impianti senza contributi di installazione), pari a $c_{k1} = 150 \text{ £/kWh}$ per i primi 8 anni e di $c_{k2} = 75 \text{ £/kWh}$ per i restanti 12, (supposta la vita dell'aerogeneratore pari a 20 anni), il VAN dell'investimento risulta:

$$VAN = E_n c_{k1} \sum_{j=1}^8 \frac{1}{(1+i)^j} + E_n c_{k2} \sum_{j=9}^{20} \frac{1}{(1+i)^j} - \left(1 + \frac{a}{t_{em}}\right) q^* = \\ = E_n c_{k1} \frac{(1+i)^8 - 1}{(1+i)^8 i} + E_n c_{k2} \frac{(1+i)^{12} - 1}{(1+i)^{20} i} - \left(1 + \frac{a}{t_{em}}\right) q^*.$$

Posto: $a = 0,02$, $i = 15\%$, $t_{em} = 0,08$, $q^* = 750.000 \text{ £/m}^2$, risulta:

$$VAN = 553.591 \text{ £/m}^2,$$

che per un aerogeneratore di **10 m** di diametro, ($P_{max} = 125 \text{ kW}$), corrisponde a un **VAN** di circa **£ 43.500.000**.

Il tempo di ritorno dell'investimento risulta, infine:

$$TR = \frac{q^*}{E_{nc}k - aq^*} = 2,85 \text{ anni.}$$

b) Numero di giri costante.

Nelle medesime condizioni e per paragonabili valori dei parametri, si ottiene: **VAN = 335.978 £/m²**, che per un aerogeneratore di **10 m** di diametro, ($P_n \sim 40 \text{ kW}$), corrisponde a un **VAN** di circa **£ 26.500.000**.

Il tempo di ritorno dell'investimento risulta, infine:

$$TR = \frac{q^*}{E_{nc}k - aq^*} = 3,38 \text{ anni.}$$

12 - AEROGENERATORI NELLA REGIONE EMILIA ROMAGNA.

Le valutazioni relative all'installazione di aeromotori vengono generalmente riferite alla regione Sardegna che risulta la più ventosa della nazione. Nondimeno si hanno zone di interesse eolico anche in altre aree nazionali.

Circa la regione Emilia Romagna, nelle aree pianeggianti e lungo la fascia costiera, la velocità media del vento non supera valori di **5 m/s**, così come nelle zone premontane fino agli **800 m** di quota, mentre nelle stazioni più elevate dell'Appennino, (oltre **2.000 m** di quota), si giunge fino a **10 m/s**.

Nel seguito si riporta il calcolo relativo a una zona dell'Appennino caratterizzata da una velocità media del vento di **7,5 m/s** a **10 m** di quota e con riferimento a un aerogeneratore di media taglia, (M30 da 250 kW), e di grande taglia, (Gamma 60 da 1,5 MW).

Per la distribuzione di velocità si utilizza la curva di probabilità di

$$\text{Rayleigh: } R(v) = \frac{1}{2\pi} \frac{v}{v_m^2} e^{-\frac{1}{4\pi} \left(\frac{v}{v_m} \right)^2}, \text{ mentre per la funzione}$$

coefficiente di potenza, assunto il funzionamento a numero di giri variabile, (o a incidenza delle pale variabile), si ottiene::

$$c_p(n, v) = 0,008 \left(\frac{\pi n D}{v} \right)^{4,2} e^{-0,6 \frac{\pi n D}{v}} = c_{pn} = 0,425.$$

La vita delle macchine è fissata in **25** anni, con una disponibilità media di circa il **95%**.

a) Aerogeneratore M30 da 250 kW.

Le velocità di innesco e fuori servizio risultano:

$$v_i = 4,5 \text{ m/s}; v_f = 20 \text{ m/s}.$$

Tenuto conto di un valore costante di $I_{pmax} = \pi n D / v = 7$, ($c_{pn} = 0,425$),

per la macchina che risulta avere un diametro di rotore pari a **33 m**, si ottiene una velocità di rotazione di **0,3÷1,35 giri/s**, ovvero una velocità periferica di **31,5÷140 m/s**, mentre la velocità nominale di progetto vale: $v_n = 10,2 \text{ m/s}$.

La velocità media del vento all'altezza del mozzo, (**33 m**), è valutata con la relazione: $v/v_o = (z/z_o)^b$, con $b \sim 1/7 = 0,143$, da cui:

$$v_m = 8,9 \text{ m/s}.$$

I valori dei coefficienti delle funzioni: $c_p = c_p(l_p)$, $R = R(v)$, risultano, quindi:

$$A_1 = 8 \cdot 10^{-3}; B_1 = 0,6; a_1 = 4,2; b_1 \sim 1, (I_{pmax} = 7; c_{pn} = 0,425);$$

$$A_2 = 0,002; B_2 = 0,001; a_2 = 1; b_2 = 2,$$

Supposto di limitare la potenza a quella nominale per: $v > v_n$ e tenuto conto delle perdite per indisponibilità dell'aerogeneratore, ($\sim 5\%$), ed elettriche di centrale, ($\sim 5\%$), si ottiene:

$$E_n = \frac{1}{2} c_{pn} d_s \frac{\pi D^2}{4} T \left(\int_{v_i}^{v_n} v^3 R(v) dv + v_n^3 \int_{v_n}^{v_f} R(v) dv \right) 10^{-3} =$$

= **530.000 kWh/anno**, con un fattore di carico pari al **25%**.

Il costo del kWh prodotto, assunto un costo di investimento pari a

$$2,5 \text{ ML/kW}, \text{ risulta: } c_k = \left(1 + \frac{a}{t_{em}} \right) \frac{q t_{ek}}{u T} = 104 \text{ £ / kWh}.$$

b) Aerogeneratore Gamma 60 da 1,5 MW.

L'aerogeneratore Gamma, (Generatore Anemoelettrico Multi Megawatt Avanzato), della potenza di **1,5 MW**, con rotore bipala in vetroresina di **60 m**, è a passo fisso con mozzo di tipo oscillante.

La scelta del passo fisso consente di eliminare dal rotore i meccanismi di variazione del passo delle pale, mentre il mozzo oscillante permette di ridurre i carichi dinamici indotti dal rotore negli organi di trasmissione del moto e nella struttura dell'aerogeneratore.

Il funzionamento del rotore è a velocità angolare variabile in un intervallo compreso fra **15 e 44 rpm**, ottenuto con controllo della coppia resistente opposta dal generatore elettrico agendo sulla corrente del lato a corrente continua del convertitore di frequenza che collega l'aerogeneratore alla rete.

La regolazione della potenza resa al valore nominale quando la velocità del vento supera il relativo valore nominale, (**13,5 m/s**), è ottenuta tramite controllo dell'imbardata.

Le velocità di innesco e fuori servizio risultano:

$$\mathbf{v_i = 5\ m/s; v_f = 27\ m/s.}$$

Tenuto conto di un valore costante di $\mathbf{I_{pmax} = \pi n D / v = 7}$, ($\mathbf{c_{pn} = 0,425}$), per la macchina che risulta avere un diametro di rotore pari a **60 m**, si ottiene una velocità di rotazione di **0,1857÷1 giri/s**, ovvero una velocità periferica di **35÷189 m/s**, mentre la velocità nominale di progetto vale: $\mathbf{v_n = 12,5\ m/s}$.

La velocità media del vento all'altezza del mozzo, (**66 m**), è valutata con la relazione: $\mathbf{v/v_o = (z/z_o)^b}$, con $\mathbf{b \sim 1/7 = 0,143}$, da cui:

$$\mathbf{v_m = 9,9\ m/s.}$$

I valori dei coefficienti delle funzioni: $\mathbf{c_p = c_p(l_p)}$, $\mathbf{R = R(v)}$, risultano, quindi:

$$\mathbf{A_1 = 8\ 10^{-3}; B_1 = 0,6; a_1 = 4,2; b_1 \sim 1, (I_{pmax} = 7;}$$

$$\mathbf{c_{pn} = 0,425);}$$

$$\mathbf{A_2 = 0,0016; B_2 = 0,0008; a_2 = 1; b_2 = 2,}$$

Supposto di limitare la potenza a quella nominale per $\mathbf{v > v_n}$ e tenuto conto delle perdite per indisponibilità dell'aerogeneratore, ($\sim 5\%$), ed elettriche di centrale, ($\sim 5\%$), si ottiene:

$$\mathbf{E_n = \frac{1}{2} c_{pn} d_s \frac{\pi D^2}{4} T \left(\int_{v_i}^{v_n} v^3 R(v) dv + v_n^3 \int_{v_n}^{v_f} R(v) dv \right) 10^{-3} =}$$

$$\mathbf{= 4.425.000\ kWh/anno, con un fattore di carico pari al 34\%.}$$

Il costo del kWh prodotto, assunto un costo di investimento pari a **2,5 ML/kW**, risulta: $c_k = \left(1 + \frac{a}{t_{em}}\right) \frac{q_{tek}}{uT} = 77 \text{ £ / kWh}$.

13 – VALUTAZIONE DEL POTENZIALE EOLICO DISPONIBILE.

La densità di potenza installabile nella regione, risulta:

$$p = p(n) = \frac{\pi}{8} c_{pn} d_s \frac{1}{n^2} v_n^3 \sim 3,4 \frac{W}{m^2} = 3,4 \frac{MW}{km^2},$$

per: $d_s = 1,25 \text{ kg/m}^3$; $c_{pn} = 0,4$; $n = 10$; $v_n = 12 \text{ m/s}$.

Posto pari a **0,25** un ragionevole fattore di carico medio, si ottiene quindi un'energia specifica pari a: **$E \sim 7,5 \text{ kWh/m}^2$** di superficie.

Un'indagine anemologica della regione Emilia Romagna correlata da funzioni empiriche tra quota, velocità del vento e potenza disponibile, mostra che le aree pianeggianti e costiere sono di non remunerativo impiego, ($v_m < 5 \text{ m/s}$), per la generazione di energia eolica, mentre al crescere dell'altitudine, sull'Appennino tosco emiliano, si rilevano velocità medie fino a **10 m/s**, al di sopra dei **2.000 m** di quota.

In base a tali dati si sono evidenziate circa **40** aree a risorsa anemologica buona/ottima di cui oltre la metà con: $v_m > 6 \text{ m/s}$.

Della superficie totale della regione, (**$2,2 \cdot 10^{10} \text{ m}^2$**), circa il **25%**, (**$5,5 \cdot 10^9 \text{ m}^2$**), risultano aree montane con altitudine compresa fra **800** e **1.200 m**, di cui circa il **20%**, (**$\sim 5\%$** dell'intera superficie regionale), privi di ogni vincolo territoriale.

Si ottiene, quindi, una producibilità regionale: di **$8,25 \cdot 10^9 \text{ kWh/anno}$** , pari a circa il **50%** del relativo consumo di energia elettrica globale.
